Les Générations de Réacteurs Nucléaires

Antoine ROUMIEH

antoine.roumieh@gmail.com | +33 7 49 88 40 09

Article Technique

Ingénierie Nucléaire & Stratégie Énergétique

Juin 2026

Table des matières

1 Introduction : Pourquoi Parler de "Générations" de Réacteurs ? 3
1.1 Une classification historique, pas une filière unique . . . 3
1.2 Vue d'ensemble chronologique . . . 3

2 Génération I : Les Pionniers (1950–1970) 5
2.1 Contexte historique . . . 5
2.1.1 Principaux réacteurs de Génération I . . . 5
2.1.2 La filière UNGG française . . . 5
2.2 Caractéristiques techniques et limites . . . 5
2.2.1 Apports fondateurs . . . 6

3 Génération II : La Standardisation Industrielle (1970–2000) 7
3.1 Le passage à l'échelle industrielle . . . 7
3.1.1 Les filières dominantes . . . 7
3.1.2 Le modèle français de standardisation . . . 7
3.2 Améliorations apportées par rapport à la Génération I . . . 8
3.2.1 Le tournant de la sûreté : Three Mile Island et Tchernobyl . . . 8
3.3 Le parc français aujourd'hui . . . 8

4 Génération III et III+ : La Révolution de la Sûreté Passive 10
4.1 Génération III : les évolutions incrémentales . . . 10
4.2 Génération III+ : l'avènement de la sûreté passive . . . 10
4.2.1 Les grands designs de Génération III+ . . . 10
4.2.2 L'EPR en détail : composants et fonctionnement . . . 11
4.2.3 Performances et rendement . . . 12
4.3 REX : le parcours mondial des EPR . . . 12
4.3.1 Le programme EPR2 français . . . 13

5 Génération IV : Six Concepts pour le Nucléaire de Demain 14
5.1 Objectifs du Forum Génération IV . . . 14
5.2 SFR — Réacteur Rapide Refroidi au Sodium . . . 14
5.2.1 Fonctionnement et composants . . . 14
5.2.2 Avantages . . . 15
5.2.3 Inconvénients . . . 15
5.2.4 Zones d'efficacité . . . 16
5.3 LFR — Réacteur Rapide Refroidi au Plomb . . . 16
5.3.1 Fonctionnement et composants . . . 16
5.3.2 Avantages . . . 16
5.3.3 Inconvénients . . . 16
5.3.4 Zones d'efficacité . . . 17
5.4 GFR — Réacteur Rapide Refroidi au Gaz . . . 17
5.4.1 Fonctionnement et composants . . . 17
5.4.2 Avantages . . . 17
5.4.3 Inconvénients . . . 17

5.4.4 Zones d'efficacité 17
5.5 VHTR — Réacteur à Très Haute Température 18
5.5.1 Fonctionnement et composants 18
5.5.2 Avantages 18
5.5.3 Inconvénients 18
5.5.4 Zones d'efficacité 19
5.6 MSR — Réacteur à Sels Fondus 19
5.6.1 Fonctionnement et composants 19
5.6.2 Avantages 19
5.6.3 Inconvénients 19
5.6.4 Zones d'efficacité 20
5.7 SCWR — Réacteur à Eau Supercritique 20
5.7.1 Fonctionnement et composants 20
5.7.2 Avantages 20
5.7.3 Inconvénients 20
5.7.4 Zones d'efficacité 21
5.8 Synthèse comparative des six concepts 21
5.9 Analyse économique transversale 21

6 Au-delà de la Génération IV : Existe-t-il une Génération V ? 22
6.1 Un concept encore informel 22
6.2 Les SMR : une rupture transversale plutôt qu'une génération 22

7 Conclusion : Une Trajectoire de Souveraineté Énergétique 24
7.1 Le fil conducteur des générations 24

Chapitre 1

Introduction : Pourquoi Parler de “Générations” de Réacteurs ?

1.1 Une classification historique, pas une filière unique

Depuis le premier réacteur expérimental construit par Enrico Fermi en 1942 (la **Chicago Pile-1**), des centaines de concepts de réacteurs ont vu le jour. Pour s’y orienter, la communauté nucléaire — et notamment le **Forum International Génération IV (GIF)**, créé en 2001 — a proposé une classification en **générations**, fondée sur les périodes de déploiement industriel, les améliorations de sûreté, de rendement et d’économie, et le degré de maturité technologique.

À ne pas confondre

Une **génération** de réacteur n’est pas une **filière** : la filière décrit le combustible, le modérateur et le caloporteur (REP, REB, RNR-Na, RSF, etc.), tandis que la génération décrit la période de conception et le niveau de maturité technologique et de sûreté atteint. Un même concept — comme le réacteur à sels fondus — peut ainsi appartenir à la fois à l’histoire (expériences des années 1960) et à la Génération IV (projets actuels).

1.2 Vue d’ensemble chronologique

Figure 1.1: Chronologie simplifiée des générations de réacteurs nucléaires de puissance. Chaque génération coexiste longtemps avec la précédente : le parc français actuel mélange encore majoritairement des réacteurs de Génération II avec un unique EPR de Génération III+.

Critères d'évolution entre générations

Critère	Évolution recherchée à chaque génération
Sûreté	Passage de systèmes de sûreté **actifs** (pompes, alimentations électriques) à des systèmes **passifs** (gravité, convection naturelle, circulation par différence de densité)
Rendement thermodynamique	Augmentation de la température et de la pression du caloporteur pour accroître le rendement électrique (de $\sim$33 % à $>$45–50 % visé en Génération IV)
Disponibilité & économie	Standardisation des designs, allongement des cycles de combustible, augmentation des taux de combustion, réduction des coûts de construction et d'exploitation (€/MWh)
Gestion des déchets	Diminution du volume et de la radiotoxicité à long terme via le recyclage, la transmutation et de meilleurs taux de conversion
Non-prolifération	Renforcement des garanties intrinsèques contre le détournement de matières fissiles

Chapitre 2

Génération I : Les Pionniers (1950–1970)

2.1 Contexte historique

La Génération I regroupe les **premiers prototypes** de réacteurs de puissance, construits durant les années 1950 et 1960, dans le sillage direct des programmes militaires de l'après-guerre. Leur objectif premier était de **démontrer la faisabilité** de la production d'électricité à partir de la fission, bien plus que d'atteindre une rentabilité économique.

2.1.1 Principaux réacteurs de Génération I

Exemples emblématiques

Réacteur	Pays	Mise en service	Type
Calder Hall (Magnox)	Royaume-Uni	1956	UNGG, graphite-gaz
Shippingport	États-Unis	1957	REP (PWR)
G1/G2/G3, EDF1 (Marcoule, Chinon)	France	1956–1963	UNGG
Dresden-1	États-Unis	1960	REB (BWR)
Obninsk APS-1	URSS	1954	AMB, graphite-eau

2.1.2 La filière UNGG française

En France, le choix initial s'est porté sur la filière **UNGG** (Uranium Naturel–Graphite–Gaz) : combustible à base d'uranium naturel (non enrichi), modérateur en graphite, et caloporteur en gaz carbonique (CO_2). Cette filière présentait l'avantage stratégique majeur de ne pas dépendre de l'enrichissement de l'uranium, alors maîtrisé uniquement par les États-Unis et l'URSS — un argument de souveraineté énergétique qui résonne encore aujourd'hui dans les débats sur les stocks d'uranium appauvri et de thorium français.

2.2 Caractéristiques techniques et limites

- **Puissance unitaire faible** : typiquement 50 à 250 MWe, contre 900–1 650 MWe pour les générations suivantes
- **Rendement thermodynamique modeste** : 30 à 33 %, limité par des températures de caloporteur relativement basses
- **Sûreté essentiellement active** : refroidissement de secours dépendant de pompes électriques et d'opérateurs humains, sans véritable stratégie de défense en profondeur formalisée

- **Combustibles peu performants** : faibles taux de combustion (quelques GWj/t), changements de combustible fréquents
- **Confinement limité** : enceintes de confinement souvent absentes ou rudimentaires (ex. UNGG, Magnox)

Un héritage encore présent

Bien qu'aucun réacteur de Génération I ne soit encore en exploitation (le dernier réacteur UNGG français, Bugey 1, a été arrêté en 1994), leur démantèlement constitue encore aujourd'hui un chantier majeur : leur graphite irradié représente un volume important de déchets à faible activité à vie longue (FA-VL), dont la gestion fait l'objet de programmes dédiés de l'ANDRA en France.

2.2.1 Apports fondateurs

Malgré leurs limites, les réacteurs de Génération I ont établi les bases de toute l'industrie : validation de la théorie de la criticité à l'échelle industrielle, premières expériences de gestion du combustible irradié, premières règles de radioprotection opérationnelle, et formation des premières générations d'ingénieurs et d'exploitants.

Chapitre 3

Génération II : La Standardisation Industrielle (1970–2000)

3.1 Le passage à l'échelle industrielle

La Génération II correspond au **déploiement massif** de réacteurs de puissance à partir des années 1970, suite aux chocs pétroliers de 1973 et 1979 qui ont poussé de nombreux pays — au premier rang desquels la France — à lancer des programmes nucléaires civils de grande ampleur (le **Plan Messmer** en France, lancé en 1974).

3.1.1 Les filières dominantes

Les deux grandes filières de Génération II

	REP (PWR)	**REB (BWR)**
Principe	Eau pressurisée à ∼155 bar dans le circuit primaire, échange de chaleur via un générateur de vapeur vers un circuit secondaire	L'eau bout directement dans la cuve ; la vapeur produite alimente directement la turbine
Modérateur/Caloporteur	Eau légère	Eau légère
Puissance typique	900–1 450 MWe (paliers CP0, CP1, CP2, P4, P'4, N4 en France)	600–1 350 MWe
Pays représentatifs	France, États-Unis, Russie (VVER), Corée du Sud, Chine, Japon	États-Unis, Japon, Suède, Allemagne (arrêtés)

3.1.2 Le modèle français de standardisation

La France a constitué l'exemple le plus poussé de standardisation : 58 réacteurs REP construits en moins de 20 ans, répartis en quelques **paliers** technologiques homogènes (CP0, CP1, CP2, P4, P'4, N4). Cette standardisation a permis :

- Une **réduction drastique des coûts unitaires** par effet de série
- Une **mutualisation de la maintenance**, des pièces de rechange et de la formation des exploitants
- Un **retour d'expérience (REX) croisé** entre sites : un incident sur un réacteur d'un palier permet d'améliorer préventivement tous les réacteurs du même palier

3.2 Améliorations apportées par rapport à la Génération I

Aspect	Génération I	Génération II
Puissance unitaire	50–250 MWe	600–1 450 MWe
Rendement électrique	∼30 %	33–34 %
Taux de combustion	Quelques GWj/t	33–45 GWj/t
Sûreté	Active, peu formalisée	Active, défense en profondeur à plusieurs niveaux, enceinte de confinement en béton précontraint
Disponibilité	Faible, arrêts fréquents	75–85 % (améliorée plus tard à 80–90 % avec le REX)

3.2.1 Le tournant de la sûreté : Three Mile Island et Tchernobyl

Deux accidents majeurs ont profondément transformé la culture de sûreté de la Génération II :

Accidents structurants

Three Mile Island (1979, États-Unis) : fusion partielle du cœur d'un REP suite à une erreur opérateur combinée à une défaillance instrumentale. Accident sans victime directe, mais à l'origine de la création des **centres de crise**, de la formation par simulateur, et du renforcement des procédures opératoires.

Tchernobyl (1986, URSS) : explosion d'un réacteur RBMK (graphite-eau bouillante, sans enceinte de confinement, coefficient de vide positif). Cet accident a révélé les dangers d'une conception sans confinement robuste et a accéléré la coopération internationale en matière de sûreté (création de WANO en 1989).

Ces événements ont conduit à des **rétrofits massifs** sur les réacteurs de Génération II en exploitation : ajout de systèmes d'instrumentation redondants, recombineurs d'hydrogène, procédures ultimes de gestion de crise (U1, U2 en France), et préparation des évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima (2011) qui ont encore renforcé le parc existant (noyaux durs, diesels d'ultime secours).

3.3 Le parc français aujourd'hui

État du parc en 2026

La quasi-totalité du parc électronucléaire français reste composée de réacteurs de Génération II (paliers 900, 1300 et N4), avec une durée de fonctionnement initialement prévue de 40 ans, prolongée à 50, voire 60 ans grâce au programme de **grand carénage** : remplacement des générateurs de vapeur, des couvercles de cuve, renforcement des structures de génie civil et mise à niveau des systèmes électriques et de contrôle-commande. C'est l'un des leviers majeurs de la souveraineté énergétique française à court et moyen terme, le coût du €/MWh d'un réacteur prolongé

étant largement inférieur à celui d'un EPR neuf.

Chapitre 4

Génération III et III+ : La Révolution de la Sûreté Passive

4.1 Génération III : les évolutions incrémentales

La Génération III, conceptualisée dans les années 1990, regroupe des réacteurs **évolutionnaires** par rapport à la Génération II : mêmes principes physiques (REP, REB), mais avec des améliorations substantielles de conception, de standardisation et de modélisation numérique. Les exemples les plus connus sont l'**ABWR** (Advanced Boiling Water Reactor, Japon, premier exemplaire en 1996) et le **System 80+** (Corée du Sud).

4.2 Génération III+ : l'avènement de la sûreté passive

La Génération III+ constitue le standard actuel des nouvelles constructions. Son apport majeur est l'intégration de **systèmes de sûreté passifs**, qui fonctionnent sans alimentation électrique externe ni intervention humaine pendant 24 à 72 heures, en s'appuyant sur la gravité, la convection naturelle ou l'accumulation sous pression.

4.2.1 Les grands designs de Génération III+

Principaux réacteurs de Génération III+

Réacteur	Puissance	Origine	Particularité clé
EPR / EPR2	1 650 MWe	France/All. (Framatome)	Double enceinte de confinement, récupérateur de corium, quatre trains de sûreté redondants et séparés
AP1000	1 150 MWe	États-Unis (Westinghouse)	Sûreté entièrement passive (refroidissement par gravité/convection 72h sans pompe)
VVER-1200	1 200 MWe	Russie (Rosatom)	Double enceinte, systèmes de sûreté passifs et actifs combinés
HPR1000 (Hualong One)	1 150 MWe	Chine (CNNC/CGN)	Triple redondance, exportation en Argentine, Pakistan, Royaume-Uni
APR1400	1 400 MWe	Corée du Sud (KHNP)	Conception simplifiée, réduction du nombre de composants actifs

4.2.2 L'EPR en détail : composants et fonctionnement

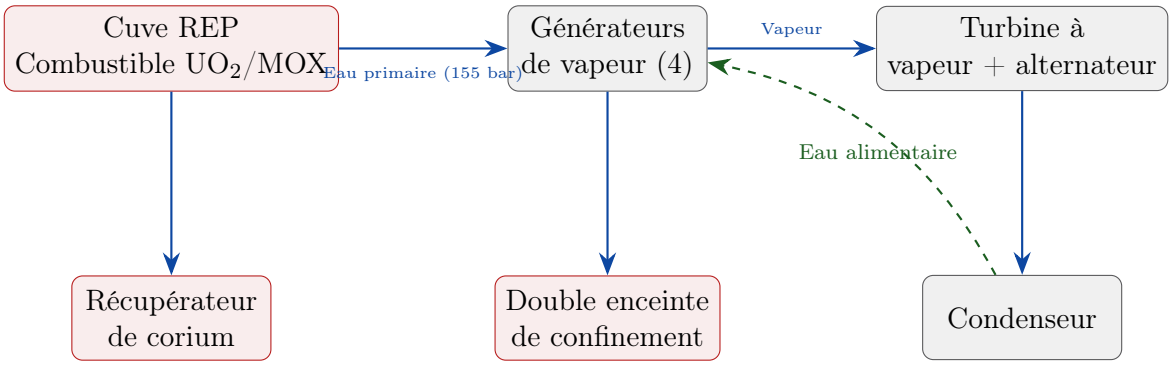

Figure 4.1: Architecture simplifiée de l'EPR (Génération III+). Les éléments encadrés en rouge — récupérateur de corium et double enceinte — sont les ajouts majeurs de sûreté par rapport à la Génération II.

L'EPR repose sur quatre innovations majeures par rapport au parc de Génération II :

1. **Quatre trains de sauvegarde redondants et géographiquement séparés**, permettant de résister à la perte simultanée de plusieurs systèmes
2. **Double enceinte de confinement en béton**, dimensionnée pour résister à un impact d'avion commercial

3. **Récupérateur de corium** (« core catcher ») : dispositif permettant d'étaler et de refroidir le combustible fondu en cas de fusion du cœur, évitant la percée du radier

4. **Capacité de fonctionnement en MOX** (Mélange d'OXydes uranium-plutonium) jusqu'à 100 % du cœur, renforçant le recyclage du plutonium issu du retraitement

4.2.3 Performances et rendement

Gains de performance Génération II → III+

Indicateur	Génération II (REP 1300)	Génération III+ (EPR)
Puissance électrique	1 300 MWe	1 650 MWe
Rendement thermodynamique	∼34 %	∼36–37 %
Taux de combustion	45 GWj/t	60–70 GWj/t (selon combustible)
Durée de vie de conception	40 ans	60 ans
Fréquence de fusion du cœur (CDF)	$\sim 10^{-4}$–10^{-5}/an	$< 10^{-6}$/an

4.3 REX : le parcours mondial des EPR

Retour d'expérience international (2026)

- **Taishan 1 & 2 (Chine)** : premiers EPR en service commercial (2018 et 2019), avec retour d'expérience exploité directement par EDF pour le chantier de Flamanville
- **Olkiluoto 3 (Finlande)** : mise en service commerciale en avril 2023, après des retards importants liés à la première construction en série d'un design entièrement nouveau
- **Flamanville 3 (France)** : connecté au réseau électrique le 21 décembre 2024, atteinte de 100 % de puissance fin 2025, mise en service commerciale le 27 avril 2026. Coût final estimé à environ 23,7 milliards d'euros (2023), soit près de sept fois le devis initial — un REX majeur exploité pour les futurs EPR2
- **Hinkley Point C (Royaume-Uni)** : deux EPR en construction, le radier de la deuxième unité ayant été construit 30 % plus rapidement grâce à la construction par paire et au REX du premier réacteur
- **Sizewell C (Royaume-Uni)** : deux EPR supplémentaires planifiés, bénéficiant directement du REX d'Hinkley Point C

4.3.1 Le programme EPR2 français

EPR2 : l'EPR repensé pour la série

Fin 2021, la France a lancé un programme de **six EPR2**, répartis en trois paires (Penly, puis deux autres sites à déterminer), avec l'option d'étendre à quatorze unités. L'EPR2 vise une **simplification de la conception** par rapport à l'EPR initial (réduction du nombre de composants, standardisation accrue) afin de maîtriser les coûts et les délais. Les travaux préparatoires à Penly ont débuté mi-2024, avec une extension maritime de 20 hectares pour faciliter la préfabrication d'éléments (notamment le soudage en atelier plutôt que sur site, leçon directe de Flamanville). La Cour des comptes estime le coût des six premiers EPR2 à environ 67,4 milliards d'euros (valeur 2020), pouvant dépasser 100 milliards d'euros frais financiers inclus. La mise en service de la première paire, initialement visée pour 2035–2037, fait l'objet d'audits réguliers (Conseil de politique nucléaire, DINN) pour sécuriser le calendrier.

Chapitre 5

Génération IV : Six Concepts pour le Nucléaire de Demain

5.1 Objectifs du Forum Génération IV

Créé en 2001, le **Forum International Génération IV (GIF)** réunit 13 pays plus Euratom (27 États membres de l'UE) autour de quatre objectifs stratégiques : **durabilité** (utilisation optimale des ressources fissiles, minimisation des déchets), **économie** (coûts compétitifs face aux autres sources d'énergie), **sûreté et fiabilité** (sûreté intrinsèque, faible probabilité et faibles conséquences des accidents graves), et **résistance à la prolifération et protection physique**.

Six concepts ont été retenus, parmi lesquels quatre sont des **réacteurs à neutrons rapides** permettant la transmutation et le recyclage des actinides (cf. chapitre précédent sur les déchets), et deux sont des concepts à spectre majoritairement thermique.

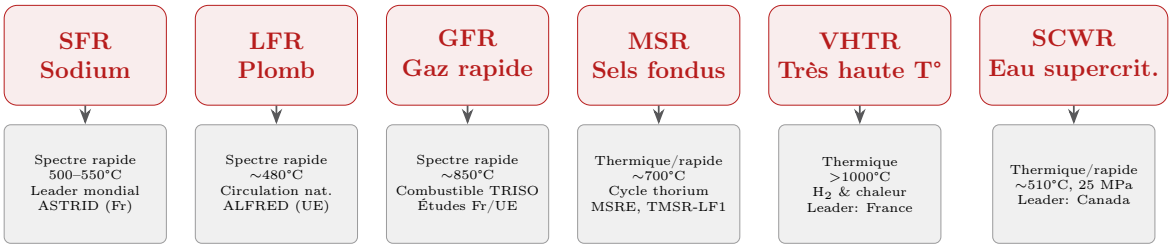

Figure 5.1: Les six concepts du Forum Génération IV. SFR, LFR, GFR et MSR peuvent fonctionner à spectre rapide pour la transmutation ; VHTR et SCWR sont prioritairement à spectre thermique.

5.2 SFR — Réacteur Rapide Refroidi au Sodium

5.2.1 Fonctionnement et composants

Le SFR (Sodium-cooled Fast Reactor) utilise du **sodium liquide** comme caloporteur, circulant à pression quasi atmosphérique entre 500 et 550°C. Le cœur, à spectre de neutrons rapides (pas de modérateur), est constitué d'un mélange d'oxydes ou de carbures d'uranium et de plutonium (combustible MOX ou métallique), entouré d'une couverture fertile d'uranium 238 pouvant "surgénérer" du plutonium.

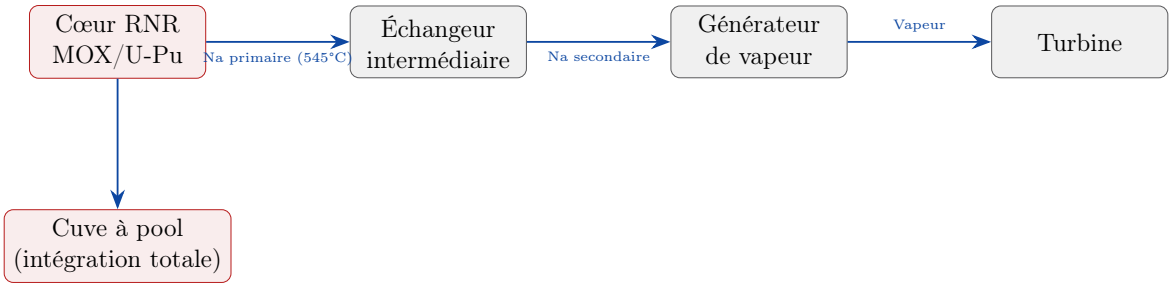

Figure 5.2: Architecture "pool" typique d'un SFR. Le circuit intermédiaire au sodium sépare le sodium radioactif du primaire de l'eau du secondaire, évitant tout risque de réaction sodium-eau dans le cœur.

5.2.2 Avantages

- **Technologie la plus mature** des six concepts Génération IV (REX cumulé de plus de 400 années-réacteur dans le monde : Phénix, Superphénix en France ; BN-600, BN-800 en Russie ; EBR-II aux États-Unis)
- **Surgénération possible** : production de plus de matière fissile (Pu) qu'il n'en consomme, multipliant par ∼50–100 les ressources d'uranium exploitables (utilisation de l'uranium 238 et de l'uranium appauvri)
- **Transmutation efficace des actinides mineurs** (cf. rapport précédent sur les RNR/RNT : α jusqu'à 250 fois plus favorable qu'en spectre thermique)
- Pression quasi atmosphérique : pas de risque d'explosion par perte de pression

5.2.3 Inconvénients

- **Réactivité chimique du sodium** avec l'eau (production d'hydrogène, risque d'incendie) et l'air, nécessitant des circuits intermédiaires et des protocoles de manutention stricts
- **Opacité du sodium** : inspection visuelle du cœur impossible, nécessitant des technologies d'inspection spécifiques (robotique, ultrasons)
- Coût de construction encore élevé par rapport aux REP, du fait du nombre limité d'exemplaires construits

REX France : Phénix et Superphénix

La France dispose du REX le plus riche au monde sur les SFR : **Phénix** (Marcoule, 250 MWe, 1973–2009, 36 ans d'exploitation) a notamment démontré la transmutation effective d'actinides mineurs en conditions réelles. **Superphénix** (Creys-Malville, 1 200 MWe, 1985–1997) a été le plus grand RNR jamais construit, mais a souffert d'arrêts prolongés liés à des fuites de sodium et à un contexte politique défavorable, conduisant à son arrêt définitif en 1998. Le projet **ASTRID** (600 MWe), pensé comme successeur direct, a été mis en pause par le CEA en 2019 pour concentrer les ressources sur le programme EPR2, mais les études technologiques associées restent une référence internationale et un socle de redémarrage rapide si une décision politique intervenait.

5.2.4 Zones d'efficacité

Le SFR est particulièrement pertinent pour les pays disposant d'un **parc nucléaire de grande taille et de stocks importants de plutonium et d'uranium appauvri** — typiquement la France, qui dispose d'un stock d'uranium appauvri équivalent à plusieurs siècles de consommation énergétique nationale si exploité en RNR — ainsi que la Russie (programme BN industrialisé) et la Chine (CFR-600, en construction).

5.3 LFR — Réacteur Rapide Refroidi au Plomb

5.3.1 Fonctionnement et composants

Le LFR (Lead-cooled Fast Reactor) utilise du **plomb liquide** ou un eutectique **plomb-bismuth (LBE)** comme caloporteur, à une température typique de 480°C, en circulation souvent **naturelle** (sans pompe), grâce à la forte densité du plomb qui favorise la convection.

5.3.2 Avantages

- **Inertie chimique** : le plomb ne réagit ni avec l'eau ni avec l'air de manière violente, contrairement au sodium
- **Point d'ébullition très élevé** (∼1 750°C) : marge de sûreté thermique considérable, pas de risque d'ébullition du caloporteur
- **Circulation naturelle** : réduit la dépendance aux pompes et donc le risque en cas de perte d'alimentation électrique
- Très bon écran de radioprotection (atténuation des rayonnements gamma)

5.3.3 Inconvénients

- **Corrosion et érosion** des structures métalliques par le plomb liquide à haute température, posant des défis de matériaux non encore totalement résolus
- **Toxicité du plomb** (et radiotoxicité du polonium-210 produit par activation du bismuth dans le cas du LBE)
- Opération et maintenance complexifiées par l'opacité et la densité élevée du caloporteur (manutention lourde)

REX international : BREST et ALFRED

La Russie développe le projet **BREST-OD-300** (300 MWe), en construction à Seversk, qui vise une démonstration de cycle fermé avec combustible nitrure mixte. En Europe, le projet **ALFRED** (Advanced Lead Fast Reactor European Demonstrator, ∼300 MWth), porté notamment par l'Italie et la Roumanie au sein du consortium FALCON, vise à démontrer la technologie LFR à l'échelle démonstrateur d'ici la décennie 2030. Le projet **MYRRHA** en Belgique (cf. chapitre précédent sur les ADS) utilise également un caloporteur LBE.

5.3.4 Zones d'efficacité

Le LFR est particulièrement adapté aux concepts de **"réacteur-batterie"** de petite puissance (10–100 MWe), à très longue durée de fonctionnement sans rechargement (10–30 ans), idéaux pour des sites isolés, des installations industrielles ou des régions sans infrastructure de gestion du combustible sophistiquée — un créneau exploré notamment par les États-Unis (Westinghouse eVinci, bien que non strictement LFR) et la Russie.

5.4 GFR — Réacteur Rapide Refroidi au Gaz

5.4.1 Fonctionnement et composants

Le GFR (Gas-cooled Fast Reactor) combine un **spectre de neutrons rapides** avec un caloporteur gazeux, généralement de l'**hélium** à haute pression (∼7 MPa) et haute température (∼850°C). Le combustible envisagé repose sur des céramiques réfractaires (carbures, nitrures) ou des particules de type TRISO adaptées au spectre rapide.

5.4.2 Avantages

- **Rendement électrique élevé** grâce à la haute température de sortie, compatible avec des cycles à turbine à gaz à cycle direct (Brayton) atteignant 45–48 % de rendement
- Combine les avantages de la transmutation rapide (comme SFR/LFR) avec ceux de l'hélium : caloporteur chimiquement inerte, transparent, non activable
- Pas de changement de phase du caloporteur (pas de risque d'ébullition)

5.4.3 Inconvénients

- **Faible inertie thermique de l'hélium** : en cas de perte de pression, la température du cœur peut monter très rapidement, exigeant des systèmes de sûreté passive sophistiqués (refroidissement par convection naturelle de gaz ou de secours)
- Combustible réfractaire à très haute densité de puissance encore au stade de la R&D ; pas de démonstrateur à l'échelle significative construit à ce jour
- Étanchéité du circuit primaire à haute pression sur le long terme

REX et statut

Le GFR reste le concept Génération IV le **moins mature**, sans démonstrateur construit. La France (CEA) a mené des études de pré-conception (concept ALLEGRO, porté par un consortium tchèque, hongrois, polonais et slovaque, ∼75 MWth) qui pourraient constituer la première étape expérimentale.

5.4.4 Zones d'efficacité

Le GFR est théoriquement intéressant pour les pays cherchant à coupler **production électrique à haut rendement et transmutation**, mais son horizon de déploiement industriel reste le plus lointain (après 2040–2050) parmi les six concepts.

5.5 VHTR — Réacteur à Très Haute Température

5.5.1 Fonctionnement et composants

Le VHTR (Very High Temperature Reactor) est un réacteur à **spectre thermique**, modéré au **graphite** et refroidi à l'**hélium**, fonctionnant à des températures de sortie supérieures à 1 000°C (jusqu'à 1 000–1 250°C selon les concepts). Le combustible est typiquement constitué de particules **TRISO** (noyau fissile entouré de couches de carbone pyrolytique et de carbure de silicium), assemblées en blocs prismatiques ou en boulets (« pebble bed »).

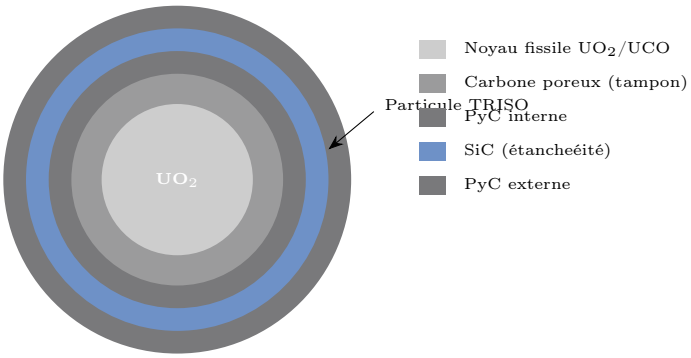

Figure 5.3: Schéma simplifié d'une particule de combustible TRISO : le noyau fissile (UO_2 ou UCO) est entouré de couches successives de carbone poreux, de carbone pyrolytique (PyC) et de carbure de silicium (SiC), formant une "mini-enceinte de confinement" individuelle résistant à plus de 1 600°C.

5.5.2 Avantages

- **Sûreté intrinsèque exceptionnelle** : la grande inertie thermique du graphite et la résistance des particules TRISO permettent un fonctionnement sans fusion du cœur même en cas de perte totale de refroidissement (« walk-away safety »)
- **Cogénération industrielle** : les hautes températures permettent d'alimenter directement des procédés industriels (vapeur de procédé, production d'hydrogène par électrolyse à haute température ou cycles thermochimiques type iode-soufre)
- Rendement électrique potentiel de 45–50 % en cycle direct à gaz

5.5.3 Inconvénients

- Densité de puissance plus faible que les REP, nécessitant des cœurs plus volumineux pour une puissance équivalente
- Gestion du graphite irradié en fin de vie (déchets FA-VL, similaire à la problématique UNGG de Génération I)
- Matériaux structurels devant résister durablement à >1 000°C

REX international

Le Japon exploite le **HTTR** (High Temperature Engineering Test Reactor, 30 MWth) depuis 1998, qui a démontré des sorties à 950°C. La Chine a mis en

service en 2021 le **HTR-PM** (210 MWe, technologie "pebble bed"), premier réacteur de Génération IV à entrer en exploitation commerciale dans le monde. La France a historiquement mené le développement conceptuel du VHTR au sein du GIF, notamment pour les applications de production d'hydrogène décarboné, en lien avec les besoins de l'industrie lourde (sidérurgie, chimie).

5.5.4 Zones d'efficacité

Le VHTR est idéal pour les **régions à forte industrie lourde** nécessitant chaleur de procédé à haute température et hydrogène décarboné : bassins industriels européens (sidérurgie allemande et française), Chine (déjà en exploitation), Japon (R&D avancée).

5.6 MSR — Réacteur à Sels Fondus

5.6.1 Fonctionnement et composants

Le MSR (Molten Salt Reactor) se distingue radicalement des autres concepts : le combustible n'est pas solide, mais **dissous dans un sel fluoruré fondu** (par exemple LiF-BeF_2 avec UF_4 ou ThF_4), qui circule à la fois comme combustible et comme caloporteur, à une température de l'ordre de 700°C à pression quasi atmosphérique.

5.6.2 Avantages

- **Sûreté passive maximale** : un bouchon de sel gelé (« freeze plug ») fond en cas de surchauffe, vidangeant automatiquement le combustible liquide vers des cuves de stockage passivement sous-critiques — aucune intervention requise
- **Retraitement en ligne** : possibilité d'extraire en continu les produits de fission gazeux et les actinides, optimisant le bilan neutronique sans arrêt du réacteur
- **Compatibilité directe avec le cycle thorium** (cf. rapport précédent), permettant la surgénération en spectre thermique avec le couple Th-232/U-233
- Pas de risque de fusion du cœur au sens classique (le combustible est déjà liquide en fonctionnement normal)

5.6.3 Inconvénients

- **Corrosion des structures métalliques** par les sels fluorurés à haute température, exigeant des alliages spéciaux (Hastelloy-N)
- **Gestion en ligne des produits de fission** radioactifs (notamment le tritium et certains produits volatils) techniquement complexe et encore expérimentale à grande échelle
- Cadre règlementaire encore largement à construire (combustible liquide circulant hors du cœur)

REX international : du MSRE au TMSR-LF1

L'expérience fondatrice reste le **MSRE** (Molten Salt Reactor Experiment, ORNL, États-Unis, 1965–1969, 8 MWth), qui a démontré la faisabilité physique du concept, y compris avec de l'uranium-233. En Inde, le réacteur de recherche **KAMINI** valide depuis 1996 l'utilisation de l'U-233 issu du thorium. La Chine a mis en service en 2023 le **TMSR-LF1** (2 MWth, Wuwei, Gobi), premier MSR expérimental au thorium depuis le MSRE. Plusieurs start-ups (Copenhagen Atomics, Terrestrial Energy, ThorCon) accélèrent le développement de concepts commerciaux.

5.6.4 Zones d'efficacité

Le MSR est stratégiquement intéressant pour les pays disposant de **réserves de thorium importantes** — l'Inde au premier chef, mais aussi la France qui dispose de stocks de thorium issus d'anciennes activités minières — ainsi que pour le retraitement en ligne des déchets existants (actinides) dans des concepts "brûleurs" de déchets.

5.7 SCWR — Réacteur à Eau Supercritique

5.7.1 Fonctionnement et composants

Le SCWR (SuperCritical Water-cooled Reactor) utilise de l'**eau au-dessus de son point critique** (374°C, 22,1 MPa), typiquement à 510°C et 25 MPa. Dans cet état, l'eau n'a plus de distinction liquide/vapeur : elle peut donc être utilisée en **cycle direct** (sans générateur de vapeur), simplifiant considérablement le circuit thermodynamique — une évolution directe des REP/REB.

5.7.2 Avantages

- **Rendement élevé** (45 %, contre 33–37 % pour les REP/REB actuels), grâce au cycle direct à haute pression et haute température
- **Simplification du circuit primaire** : suppression du générateur de vapeur, réduction du nombre de composants
- Bénéficie directement des décennies de R&D sur les centrales thermiques à charbon supercritiques (technologie de matériaux et de turbines déjà éprouvée dans l'industrie thermique classique)

5.7.3 Inconvénients

- **Corrosion sévère** des matériaux de gainage et de structure à haute température et haute pression en milieu radioactif — défi matériaux non résolu
- Comportement neutronique complexe lié à la forte variation de densité de l'eau près du point critique, compliquant la modération et le contrôle
- Stade de développement encore conceptuel, sans démonstrateur

REX et statut

Le Canada est chef de file de ce concept, capitalisant sur son expérience des réacteurs CANDU et sur la filière thermique à charbon supercritique nord-américaine. Aucun démonstrateur à échelle significative n'est construit à ce jour ; le concept reste au stade des études de pré-conception au sein du GIF.

5.7.4 Zones d'efficacité

Le SCWR intéresse particulièrement les pays disposant d'une **base industrielle thermique établie** (turbines, matériaux haute pression) cherchant à maximiser le rendement électrique sans rupture technologique majeure par rapport aux REP/REB : Canada, États-Unis, Japon, Corée du Sud.

5.8 Synthèse comparative des six concepts

Tableau de synthèse Génération IV

Concept	Spectre	T sortie	Rendement	Maturité	Leader
SFR	Rapide	545°C	∼40%	Élevée	France/Russie
LFR	Rapide	480°C	∼42%	Moyenne	Russie/UE
GFR	Rapide	850°C	45–48%	Faible	France (CEA)
MSR	Th./Rapide	700°C	∼45%	Moyenne	Chine/États-Unis
VHTR	Thermique	>1000°C	45–50%	Élevée	Chine/France
SCWR	Th./Rapide	510°C	∼45%	Faible	Canada

D'après les estimations de marché 2026, la répartition des investissements mondiaux reflète cette maturité relative : VHTR (∼27 %), SFR (∼22 %), MSR (∼18 %), LFR (∼12 %), SCWR (∼11 %), GFR (∼10 %).

5.9 Analyse économique transversale

Le défi économique commun à tous les concepts Génération IV

À l'exception du VHTR (déjà en exploitation commerciale en Chine via le HTR-PM) et du SFR (REX industriel via les BN russes), aucun concept Génération IV n'a encore atteint la **parité économique** avec les REP de Génération III+. Les coûts de première construction (« first of a kind », FOAK) sont structurellement élevés : absence d'effet de série, qualification de matériaux nouveaux, cadre réglementaire à créer ou adapter. La trajectoire économique typique attendue est une **baisse de 30 à 50 % du coût du €/MWh entre le FOAK et le dixième exemplaire** d'une même série — un raisonnement d'effet de série similaire à celui qui a fait le succès économique du parc REP français de Génération II.

Chapitre 6

Au-delà de la Génération IV : Existe-t-il une Génération V ?

6.1 Un concept encore informel

À la différence des générations I à IV, qui correspondent à une classification largement consensuelle, le terme « Génération V » n'est **pas reconnu officiellement** par le Forum Génération IV ni par l'AIEA. Il est néanmoins utilisé de manière informelle dans la littérature pour décrire des concepts encore plus avancés, parmi lesquels :

- **Les réacteurs hybrides fusion–fission** (cf. rapport précédent), associant une source neutronique de fusion (tokamak, confinement inertiel) à une couverture sous-critique de fission/ transmutation. ITER, à Cadarache, vise un premier plasma D–T à l'horizon 2039, posant les bases physiques de ces concepts
- **Les systèmes pilotés par accélérateur (ADS)** dédiés purement à la transmutation, comme MYRRHA
- **Les réacteurs à ondes progressives** (« travelling wave reactor »), concepts théoriques visant une auto-régulation du cœur sans rechargement pendant des décennies

6.2 Les SMR : une rupture transversale plutôt qu'une génération

SMR — une logique industrielle plutôt qu'une nouvelle physique

Les **Small Modular Reactors (SMR)**, plafonnés à environ 300 MWe, ne constituent pas une génération à part : ils peuvent être bâtis sur des technologies de Génération III+ (REP intégré, comme NUWARD) ou de Génération IV (SMR à sels fondus, à plomb, etc.). Leur intérêt est **industriel** : standardisation poussée, fabrication en usine, déploiement modulaire, sûreté passive renforcée permettant potentiellement de réduire le périmètre du plan d'urgence externe.

En France, le projet **NUWARD** (EDF, CEA, TechnicAtome, Naval Group, Framatome) propose un REP intégré de 170 MWe par module, déployé en paire (340 MWe), s'appuyant sur le savoir-faire de propulsion navale nucléaire (sous-marins de la classe Suffren). Le système de sûreté passive utilise un réservoir d'eau borée assurant 72 heures de refroidissement sans intervention. Début 2026, l'ASN a engagé une revue de conception conjointe avec d'autres régulateurs européens (Joint Early Review). La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE3, février 2026) confirme l'engagement de l'État français, avec un objectif de premier prototype à l'horizon 2030 et une mise en service industrielle envisagée vers 2035. Le coût de la tête de série est estimé à environ 1 milliard d'euros. La concurrence interna-

tionale est très vive (plus de 80 projets recensés dans le monde, dont Rolls-Royce, GE Hitachi, et des acteurs russes et chinois), illustrant l'importance de la rapidité d'exécution pour la compétitivité industrielle française.

Chapitre 7

Conclusion : Une Trajectoire de Souveraineté Énergétique

7.1 Le fil conducteur des générations

D'une génération à l'autre, trois tendances de fond se confirment :

1. Le passage de la **sûreté active à la sûreté passive**, culminant avec les concepts à "walk-away safety" de la Génération IV (VHTR, MSR)

2. L'**amélioration continue du rendement thermodynamique**, de ∼30 % (Génération I) à 45–50 % visés par certains concepts Génération IV (VHTR, GFR, SCWR)

3. La **transition d'un cycle ouvert vers un cycle fermé**, où les ressources fissiles (uranium appauvri, plutonium, thorium) deviennent un combustible plutôt qu'un déchet — l'enjeu stratégique majeur pour la France au regard de ses stocks accumulés depuis 70 ans

Le triptyque français 2026–2050

La stratégie française se dessine aujourd'hui autour de trois piliers complémentaires : le **grand carénage** du parc de Génération II pour sécuriser la production à court terme ; le programme **EPR2** de Génération III+ pour le renouvellement à moyen terme (2035–2050) ; et la préparation, via les **SMR (NUWARD)** et les études Génération IV (héritage ASTRID, projets VHTR/MSR), d'une rupture industrielle à plus long terme qui pourrait enfin permettre d'exploiter les stocks d'uranium appauvri et de thorium accumulés — une réserve énergétique de plusieurs siècles, encore largement dormante.